

отметить, что на смешивания никоим образом не имеет влияние размер и твердость частиц, из которых состоит нефтепродукт.

5. Подачей в призабойную пластовую область разжижителя. Однако, этот способ также является затратным, поскольку закачку разжижителя необходимо периодически повторять. Однако, если разжижитель утяжеленный, то во время закачки происходит его проникновение на глубину, которая значительно ниже уровня насоса. Таким образом, получается вытеснение утяжеленным разжижителем нефти, как более легкого продукта. В составе такого разжижителя находится хлоркальциевая вода, смесь двух ПАВ, а также гидроокись щелочных металлов. Метод отличается улучшением работы глубинных насосов, повышение коэффициента подачи нефтяного сырья, снижением давления на устье скважины. Кроме этого, его использование не связано с применением дополнительного оборудования.

6. Внутрискважинным горением. Его суть заключается в использовании энергии, которая образуется в результате горения сырья прямо в пласте во время закачки в него воздушного пространства. При повышении температуры выше пластовой на 6 °C (с 24 до 32 °C) вязкость уменьшается в 1,75 раза. Этот факт позволяет предполагать значительный положительный эффект от теплового воздействия на продуктивный пласт. Данный метод применяется как для добычи высоковязкой нефти, так и для извлечения легкой. Стоит сказать, что метод уже неоднократно был использован на некоторых месторождениях и зарекомендовал себя очень удачно. [3]

Так же при эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью используют установки погружных винтовых электронасосов для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин. Стоимость высокотехнологичного винтового насоса может быть слишком высока по сравнению с экономическим эффектом от его применения, однако данная технология очень перспективна для таких месторождений [3]

Следует отметить важность применения комплексных технологий воздействия на пласт для увеличения коэффициента извлечения нефти [5]

Заключение. По причине истощения легко-извлекаемых флюидов, разработка месторождений высоковязких нефтей в России актуальна как никогда. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов (битумы, тяжелые нефти, газовые гидраты) требуются колоссальные инвестиции и, что еще важнее, новые технологии, к внедрению которых стремится всего несколько компаний. Крайне важно не упустить технологические преимущества, которые даст внедрение опережающих российских разработок. Принятые государством поправки в Налоговый кодекс устанавливают льготы на добычу полезных ископаемых при освоении месторождений тяжелых и высоковязких нефтей, но по какой-то причине специалисты в области налоговой политики остановились на половине пути. Говорить о достижении рентабельности и даже о самой разработке новых нефтяных проектов - можно будет лишь в случае установления таких льгот по всему технологическому коридору, который проходят «тяжелые нефти», - кроме добывающих компаний льготы должны получить нефтеперерабатывающие заводы, перерабатывающие тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы и битуминозные пески. [1]

Литература

1. Данилова Е.И. Тяжелые нефти России//The Chemical Journal, декабрь 2008, С. 34 – 37
2. Тарасюк В.М. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. // Периодическое печатное издание, журнал "БЕРЕГИНЯ • 777 • СОВА, 2014, №2 (21) – С. 121 – 125
3. Мияссаров А.Ш. Совершенствование разработки залежи высоковязкой нефти с применением ресурсосберегающей технологии: Автореферат Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2015. – 10 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННЫХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.С. Бочкарев

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Защита внутрискважинного оборудования от солевых отложений является одной из основных задач нефтедобычи. Интенсивное образование минеральных отложений наблюдается в основном при добыче обводнённой нефти, а именно в рабочих органах электроцентробежных насосов и штанговых глубинных насосах, насосно-компрессорных трубах, выкидных линиях нефтегазосборных коллекторах. Накопление солевых отложений в скважине и системах промыслового сбора, подготовки продукции нефтяных скважин приводит к отказам нефтепромыслового оборудования, что в свою очередь ведёт к потерям нефти и значительным материальным затратам.

Причиной выпадения солей в осадок происходит при нарушении физико-химического, термодинамического равновесия, а также в случае, если концентрация солей в водном растворе превышает равновесную концентрацию для данных условий. На выпадение солевых отложений влияют такие факторы, как перепад давления, изменение температуры жидкости, смешение вод одного типа и разных концентраций с изменением их химического состава, штуцирование. На месторождениях Западной Сибири преобладают следующие типы солей: CaCO_3 (кальцит), $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (гипс), CaSO_4 (ангидрит) [1].

Наиболее распространённым методом защиты внутрискважинного оборудования от солевых отложений является применение химических реагентов. Химические ингибиторы солеотложений делятся на жидкие и твёрдые реагенты. В настоящее время приобретают актуальность твёрдые (капсулированные) ингибиторы, которые на

практике применяются не только при защите внутрискважинного оборудования, но и в освоении скважины, обработке призабойной зоны скважины.

Первые образцы капсулированных продуктов имели вид классических капсул, состоящих из оболочки, внутри которой находилось активное вещество. Классические «капсулы» обладали рядом недостатков, основными из которых являлись высокая стоимость, связанная со сложностью технологии их получения, и высокая зависимость свойств от раскрытия оболочки в условиях забоя скважины. Для устранения недостатков на втором этапе развития технологии были получены капсулированные продукты в виде «губки», в качестве которой использовался биоразлагаемый полимерный пористый материал, внутри которого находилась активная основа. Однако наиболее современным, сбалансированным и эффективным продуктом в эволюционной линейке стали продукты третьего «карамельного» типа (рисунок) [2].

В данной работе рассматривается применение капсулированных ингибиторов как альтернатива жидким реагентам, так как методология применения гранулированного ингибитора солеотложений предусматривает снижение количества подходов технологического транспорта и использование технологического оборудования (установка для дозированной подачи химического реагента) к объектам защиты. Новый тип реагентов пролонгированного действия является одним из перспективных методов борьбы с неорганическими солями в системе добычи, сбора и транспортировки скважинной продукции. Продукт представляет собой гранулы с водорастворимой мембраной (рисунок), содержащий смесь на основе фосфоновых кислот, их солей и комбинации компонентов, обеспечивающих устойчивость товарной формы.

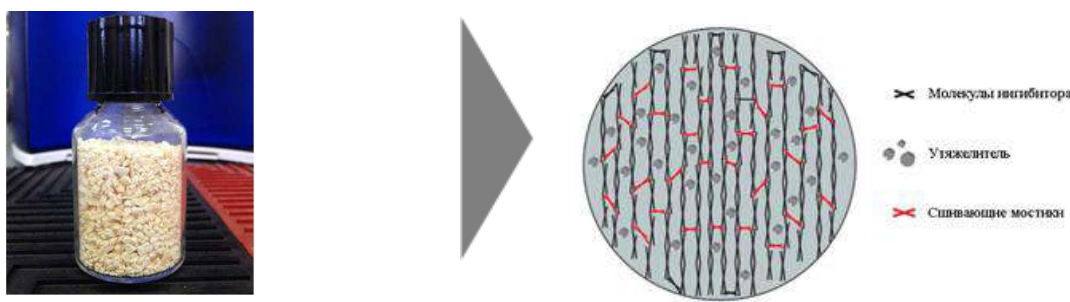


Рис. Капсулированный ингибитор солеотложений «карамельного» типа «Descum-2» марки WSC

Капсулированный ингибитор солеотложений «Descum-2» марки WSC предназначен для применения в нефтяной промышленности с целью предотвращения осложнений, связанных с образованием минеральных солей на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти в условиях высокой минерализации промышленных вод.

Новизна материалов и технологии заключается в том, что ингибитор солеотложения представляет собой микрокапсулы фосфоросодержащего органического соединения в консервационной жидкости. Равномерный вынос ингибитора обеспечивается за счёт продолжительного по времени процесса диффузии молекул продукта через полимерную мембрану. В результате обеспечивается равномерный вынос продукта. Данный реагент актуален для автономных месторождений из-за отсутствия дозирочного устройства и необходимости его обслуживания. Существует возможность засыпки как в скважинный контейнер, так и в ЗУМПФ (зона успокоения механических примесей флюида) с возможностью добавления ингибитора по мере его израсходования. Из-за отсутствия контакта с метанолом ингибитор абсолютно экологичен и безопасен.

Технология по загрузке капсулированного ингибитора солеотложений в затрубное пространство в ЗУМПФ подразделяется на два варианта: при спущенном или извлечённом глубинно-насосном оборудовании (ГНО). В первом варианте производится отключение установки электроцентробежного насоса, затрубное давление при этом не сбрасывается. Расчетное количество реагента загружается в подготовленный и проверенный на герметичность технологический сосуд для подачи ингибитора в затрубное пространство и заливается технологической жидкостью Dewaxol WSC или подготовленной водой. Люк технологического сосуда закрывается, проверяется герметичность, постепенным открытием задвижки производится выравнивание давления затрубного пространства скважины и технологического сосуда, выдерживается пауза в течение 20 минут. Технологическая затрубная задвижка закрывается, и давление в технологическом сосуда выравнивается с атмосферным. После проведения операции загрузки выдержать технологическую паузу в течение 24 часов для предупреждения клина ГНО.

Во втором варианте при поднятом глубинном оборудовании в трубное пространство засыпается расчётное количество гранулированного ингибитора солеотложения. Осуществляется продавка капсулированного ингибитора солеотложения технологической жидкостью с использованием агрегата типа ЦА-320 в объёме (10 м³), необходимым для продвижения ингибитора к ЗУМПФу скважины, но не допускающем глушение скважины.

Рассматриваемые скважины-кандидаты, на которых проводилась данная обработка, имела следующие критерии применения данной технологии, представленные производителем данного ингибитора солеотложений: механизированный фонд скважин (ШГН, УЭЦН, погружные винтовые насосы), дебит которых не превышает 150 м³/сут по жидкости с обводнённостью до 90%, вертикальный ствол скважины (отсутствие горизонтально направленных стволов), отсутствие боковых стволов у скважины, открытый ствол скважины (отсутствие пакеров), объём ЗУМПФа не менее 200 литров (использование скважинного контейнера снимает ограничение), высота динамического уровня затрубного пространства скважины не менее 250 метров, давление в затрубном пространстве не более 15 атмосфер. В частности, если объём ЗУМПФа не предусматривает введение ингибитора в полном

установленном объёме, то засыпка осуществляется на меньший период защиты, в условно расчетном объеме, также с меньшим значением [3].

В том случае, если вышеперечисленные показатели, рекомендованные производителем, выходят за установленные требования, необходимо производить индивидуальный расчёт объёма реагента и периода обработок с максимальной возможной производительностью. Затрубное пространство должно обеспечивать свободный проход гранулированного ингибитора солеотложений и технологической жидкости до ЗУМПФа.

Ключевыми прогнозируемыми факторами эффективности применения капсулированного ингибитора являются отсутствие отказов ГНО по причине «отложение солей», увеличение межремонтного периода. При оценке результативности реагента оказывает важное влияние присутствие ингибитора солеотложения в пластовой воде при анализе его остаточного содержания (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/дм³). После 6 месяцев эксплуатации средний вынос ингибитора в пластовой воде составил в скважине №1 – 131,28 мг/дм³, в скважине №2 – 119,14 мг/дм³, в скважине №3 – 61,87 мг/дм³, в скважине №4 – 94,28 мг/дм³, в скважине №5 – 44,24 мг/дм³, в скважине №6 – 36,29 мг/дм³.

Эффективность использования капсулированных продуктов подтверждена и в ходе опытно-промышленных испытаний (ОПИ). В 2015 году проведены ОПИ с эффективным результатом капсулированных ингибитора коррозии марки Scimol WSC и ингибитора солеотложений марки Descum-2 WSC с размещением в контейнере в компании ЗАО «Лукойл АИК». В 2017 году в ООО «Газпром добыча Оренбург» проведены ОПИ с положительным результатом капсулированного ингибитора солеотложений Descum-2 WSC с размещением в ЗУМПФе [4].

На данный момент капсулированные продукты демонстрируют достаточно высокую технологическую эффективность использования на объектах нефтедобычи, небольшой опыт применения показывает, что есть предпосылка к более совершенной технологической результативности и экономической рентабельности применения твёрдых реагентов в ближайшем будущем.

Литература

1. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. Учебное пособие. Москва.: Орбита - М, 2004, - 432 с.
2. Солодов В.А., Палей Р.В., Мубараков А.И., Зайков Е.Н. Капсулированные продукты – недорогая таблетка от проблем // Нефтегазовая вертикаль. 2016. - № 6. -104-108 с.
3. Мубараков А.И., Капсулированные продукты для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложений // Инженерная практика. – Москва, 2017. - №3.
4. Воловоденко А.В., Жуков А.Ю., Софронов А.В., Асмаев О.С., Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2013. - №5. – 87-89 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР

Д.А. Вендина

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство месторождений нефти в России эксплуатируются с использованием заводнения, обеспечивающего поддержание пластового давления и высокий темп извлечения нефти. Растущая обводненность скважинной продукции является существенным недостатком данной технологии.

Повышение нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов является актуальным, так как наиболее крупные месторождения в России вступают в позднюю стадию эксплуатации, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно возрастает. Одним из актуальных современных методов повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах является потокоотклоняющие технологии (ПОТ). В данной статье будут выявлены особенности применения данных ПОТ в условиях повышенных пластовых температур.

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке потокоотклоняющих технологий является использование биополимеров, например, состав с биополимерами на основе ксантана. Впервые такой состав для увеличения нефтеотдачи пластов был внедрен на месторождениях Северного моря в 1980-х гг. Наибольшую известность в нашей стране получили технологии увеличения нефтеотдачи с применением биополимеров «Продукт БП-92» и «Симусан». Промысловые испытания биополимера – «Симусана» были начаты в 1987 г. на Арланском месторождении. За 1987–1990 гг. обработаны 53 нагнетательные скважины, удельный технологический эффект составил 400–800 т на одну тонну реагента. Из-за отсутствия биополимера промышленное внедрение было прекращено.

Показателями температурной обстановки в недрах являются геотермический градиент (прирост пластовой температуры на 1 м глубины) и геотермическая ступень (величина, обратная геотермическому градиенту). Наряду с нормальными для данного пласта температурами существуют участки с аномальными пластовыми температурами. Величина геотермического градиента возрастает в антиклинальных зонах и уменьшается в синклиналиях. Таким образом, антиклиналии являются зонами повышенной температуры. Такие аномалии вызваны тем, что в пределах поднятий развит преимущественно песчаный разрез, обладающий повышенной теплопроводностью. Повышенные температуры считаются температуры больше 95 °С при градиенте выше 4 °С/100м. Синклинали, в свою очередь,